

청정개발체제(CDM) 베이스라인 방법론 적용에 관한 고찰 (사례연구 : 국내 매립지가스 발전사업)

한승호*

Application of Approved Baseline Methodologies for CDM Projects in Korea
(Case Study : Landfill Gas-to-Electricity Projects)

Seung-ho Han*

국문요약

본 연구에서는 CDM사업의 온실가스 감축량을 산정하는 기준이 되는 베이스라인 배출량을 도출하는 과정을 3단계로 나누어 살펴보았다. 첫 번째 단계는 여러 가능한 대안 시나리오들 중 가장 가능성이 높은 베이스라인 시나리오를 선정하는 것이다. 그 다음에는 대상 사업이 선정된 베이스라인에 속하지 않음을 보여줌으로써 추가성을 입증하고 마지막 단계는, 선정된 베이스라인 시나리오하에서의 배출량을 계산하는 것이다. 본 연구에서는 이러한 세 단계를 통합하여 일련의 흐름도를 작성함으로써 베이스라인 방법론의 적용 절차에 대한 이해를 돕고자 하였다. 사례 연구로서 우리나라에서 진행 중인 매립지가스 발전사업을 선정하여 정해진 흐름도에 따라 베이스라인 배출량을 계산한 결과 CDM사업으로서의 잠재력이 큼을 알 수 있었다. 또한, 우리나라의 상황에서 이러한 매립지가스 발전사업의 베이스라인 방법론의 적용이 성공적으로 이루어지기 위해서는 자료의 이용가능성과 신뢰성이 선행되어야 함을 발견할 수 있었다.

주제어 : CDM(청정개발체제), 베이스라인 방법론, 추가성, 매립지가스 발전사업

ABSTRACT

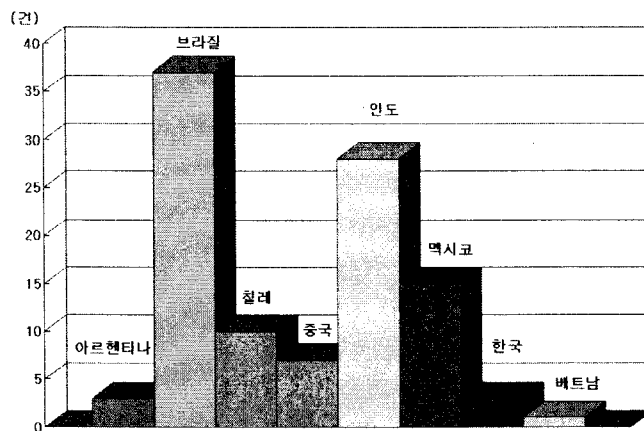
This paper considers major three steps to arrive at accurate baseline emissions against which actual emission reductions attributable to CDM projects are accounted for. The first step is to select most likely baseline scenario among plausible alternatives. Then, the additionality of the project in question would be assessed by demonstrating that the project is not included in the baseline scenario selected. Finally, baseline emissions are calculated under the baseline scenario. In this paper, these three steps are integrated into a single flow chart in order to help understand the procedures for application of a baseline methodology better. Following the flow chart, a landfill gas-to-electricity project in Korea is analyzed as a case study. In consequence, this paper concludes that landfill gas-to-electricity projects in Korea have great potential for CDM projects, and it could also be concluded that data availability and reliability are a prerequisite for successful application of baseline methodologies for landfill gas projects to Korean specific situations.

Keywords : CDM, baseline methodology, additionality, landfill gas-to-electricity project

I. 머리말

지금까지 전 세계 CDM(Clean Development Mechanism : 청정개발체제)사업의 진행 현황을 보면, 2006년 4월 1일 현재 150건의 CDM사업이 CDM운영기구(Operational Entity)의 타당성확인(Validation)을 통과하여 UN CDM집행위원회¹⁾에 등록²⁾되어 있다. 지난 2004년 브라질의 NovaGerar 매립지가스 활용사업이 처음으로 등록된 이후, 2005년 62건의 사업이 등록된데 이어 2006년 들어서는 불과 3개월 만에 87건의 사업이 등록되었다. 2005년 10월에는 세계에서 처음으로 남미 온두라스의 한 소수력 CDM사업에서 약 2,000여 톤의 이산화탄소 감축량이 인증을 받았으며 금년 4월까지 총 4백만 톤의 감축량이 크레딧(CERs)으로 발행되었다. 이러한 크레딧을 거래할 수 있도록 하기 위하여 2006년 2월부터 CDM집행위원회(Executive Board)는 CDM레지스트리(Registry)라고 하는 감축실적 등록시스템 내에 부속서 I 국가들의 계좌들을 만들기 시작하였고 4월에는 처음으로 해당 계좌에 감축량 크레딧(CERs)을 이전시켰다고 발표하여 실질적인 크레딧 거래가 가능하게 되었다.

<그림 1> 주요 유치국별 등록 CDM사업(2006.4)



출처 : <http://cdm.unfccc.int/Statistics> (2006.4.2.검색)

- 1) CDM집행위원회(Executive Board)는 기후변화협약의 최고 의사결정기구인 당사국총회(COP : Conference of Parties to the UNFCCC)로부터 CDM 제도를 총괄하도록 위임받은 기구로서 지난 7차 당사국총회에서 첫 모임을 가졌다. CDM운영기구 지정, 신규 CDM방법론 승인, CDM사업 등록, 크레딧(CERs) 발행 등 CDM형식과 절차와 관련하여 주된 역할을 하고 있다.
- 2) 여기서 등록이란, 제안된 사업이 CDM에 대한 요건을 만족하여 감축실적에 따라 크레딧(CERs : Certified Emission Reductions)을 발급받을 수 있도록 자격이 부여되었음을 의미한다.

한편, 우리나라의 CDM사업 추진 현황을 보면, 2005년에 처음으로 울산 HFCs 분해사업이 유엔 CDM집행위원회에 등록되었고 계속해서 온산 N_2O 감축사업, 강원풍력단지사업 등이 등록되어 있는 상태이다. 현재 정부로부터 승인을 받아 놓고 있는 시화조력발전, 영덕풍력단지사업 등이 추가로 등록된다면 우리나라도 이제 세계 여러 나라들로부터 CDM투자 우선국가로 각광받을 수 있게 될 것이다. 더욱이, 지금까지 등록된 사업은 3건에 불과하지만 이들로 부터 예상되는 연간 감축량은 무려 천만 톤에 달하고 있어 우리나라도 이제 세계 온실가스 감축시장에서 큰 비중을 차지하고 있음을 알 수 있다. 그 뿐만 아니라, 2006년 4월 현재 발급된 크레딧 양을 보면 우리나라가 세계에서 가장 많은 2백만여 톤의 크레딧(CERs)을 발급받은 상태이다.³⁾

특히, 2006년 3월에는 우리나라 재생에너지 부문에서 처음으로 강원풍력단지사업이 성공적으로 등록됨에 따라 향후 이와 유사한 풍력이나 소수력 발전, 그리고 매립지가스 자원화 사업들도 상당수 CDM사업으로 추진될 것으로 예상되고 있다. 따라서 지금까지는 우리나라의 CDM시장이 HFCs 감축이나 N_2O 감축과 같이 상대적으로 지속가능한 발전에 미치는 영향이 적은 사업들로부터 형성되었다면 앞으로는 온실가스 감축뿐만 아니라 사회·환경적 기여도가 높은 재생에너지 부문에서의 CDM사업도 국내 시장에서 상당한 비중을 차지할 것으로 전망되고 있다. 본 글에서는 이러한 전 세계적인 CDM사업의 급속한 성장과 국내 CDM시장의 형성 시점에 맞추어 CDM사업의 핵심 요건이라고 할 수 있는 베이스라인 방법론 설정에 대하여 이론적으로 살펴보고 그 사례들을 검토한 후, 이를 국내의 유망한 CDM분야 중 하나인 매립지가스 자원화사업에 적용하여 그 타당성을 고찰하고자 한다.

II. 베이스라인 방법론 설정

CDM사업이란 부속서 I 국가가 비부속서 I 국가에 투자하는 온실가스 감축사업으로서 그로 인한 감축실적은 배출권의 형태로 부속서 I 국가의 의무감축에 사용하게 된다. 따라서 사업에 따른 감축실적을 정확하게 산정하는 것이 가장 중요하다고 할 수 있다. CDM사업에 의한 온실가스감축량은 사업에 따른 배출량에서 베이스라인 시나리오, 즉 CDM사업이 일어나지 않았을 경우 자연스럽게 벌어지는 상황⁴⁾하에서의 배출량을 제외한 값에 해당되는데, 이러한 이유 때문에 일반적으로 CDM사업을 추진하고자 하는 사람들은 베이스라인 배출량을

3) <http://cdm.unfccc.int/Statistics> (2006.4.2.검색)

4) 예를 들어, 풍력발전 시스템을 가동하여 기존의 또는 앞으로 지어질 화석연료 발전을 대체한다면 바로 이 화석연료 발전이 현재 및 미래 추세를 반영하는 베이스라인 시나리오가 될 것이다.

높게 잡아 감축량 크레딧(CERs : Certified Emission Reductions)을 많이 확보하려고 하는 경향이 존재하게 된다. 따라서 마라케쉬합의문(Marrakesh Accords)⁵⁾에서는 이러한 부작용을 방지하기 위하여 베이스라인을 올바르게 설정할 수 있도록 여러 가지 조건들을 마련해 놓고 있다.

우선 마라케쉬합의문에서는 베이스라인 시나리오 설정 시, 현재 시점까지의 경제적, 사회적 그리고 정책 현황뿐만 아니라 미래의 계획들도 고려하도록 요구하고 있다. 구체적으로 정책개선, 지역 연료이용 현황, 전력수급계획, 해당 사업부문의 경제적 상황 등 관련 부문 정책이나 상황들을 베이스라인 시나리오에 포함하도록 하고 있다. 또한, CDM사업 활동이 동 사업이 없었을 상황에 대하여 추가적이 될 수 있도록 베이스라인이 선정되도록 규정하고 있다. 여기에서 “인증받고자 하는 사업이 없었을 상황”이란 바로 베이스라인 시나리오를 의미하게 되며, 이러한 CDM사업의 조건을 추가성(Additionality)이라고 하며 CDM사업의 핵심 요건이 된다. 즉, 베이스라인 시나리오하에 추진될 수 있는 사업이 CDM사업으로 추진된다면 그 사업은 CDM사업으로서의 자격이 없으며 베이스라인 선정 자체가 아무 의미가 없게 된다. 따라서 베이스라인 시나리오를 선정할 때에는 반드시 추진하고자 하는 사업이 베이스라인 시나리오에 속하지 않음을 함께 입증해야 할 것이다. 한편, 부수적인 요건으로서, 베이스라인을 설정할 때 이용된 변수들, 자료 출처, 핵심 요소, 추가성, 그리고 여러 가지 가정들과 불확실성들에 대하여 투명하고 보수적⁶⁾인 방법을 적용하도록 규정하고 있다.

그러나 이처럼 베이스라인 설정을 돕기 위하여 여러 가지 조건들을 정하였음에도 불구하고 실제로 개별 사업단위로 베이스라인을 설정하기 위해서는 여전히 논란의 여지가 많이 남아 있다. 마라케쉬합의문에서는 이러한 베이스라인 설정의 불확실성을 줄이기 위하여 사업 타당성확인(Validation) 이전에 CDM집행위원회로부터 베이스라인 방법론을 승인⁷⁾받도록 하였다. 그러나 이미 승인을 받은 방법론을 사용하는 경우에는 이러한 절차를 거칠 필요가 없다. 또한, 마라케쉬합의문에서 모든 베이스라인 시나리오는 개별 사업에 적합하게 만들도록 요구하고 있는데 각 승인 방법론들은 이러한 요구에 맞추어 해당 방법론이 어떤 사업에 적용이 가능한지 그 조건들을 명시하고 있다. 따라서 이를 참고하여 추진하고자 하는 사업에

-
- 5) 제7차 기후변화협약 당사국총회(2001)에서 채택된 문서로 배출권거래제, CDM 등 부속서 I 국가의 온실가스 감축 세부이행방안에 대한 합의내용을 담고 있다.
 - 6) 보수적이라는 말은 여러 가지 베이스라인 시나리오가 가능할 때 이 중에서 베이스라인 배출량이 가장 큰 시나리오를 선택하여 과다한 감축량이 발생하는 것을 방지함으로써 불확실성을 가능한 최소화할 것을 의미한다.
 - 7) 신규 방법론 승인을 받기 위해서는 사업계획서에 첨부되어 있는 신규방법론 설명란을 채워 사업계획서와 함께 CDM운영기구에 제출하도록 되어 있다. CDM운영기구는 각 항목이 빠짐없이 기술되었는지 검토한 후 CDM집행위원회에 바로 제출하면 된다.

적합한 베이스라인 시나리오를 결정하면 된다.

본 절에서는 이와 같이 마라케쉬합의문에 나온 베이스라인 설정 방법론을 다음과 같이 3 단계로 나누어 보았다. 첫 번째 단계로 베이스라인 시나리오하의 사업 또는 배출활동을 선정 하고 두 번째 단계로 추진하고자 하는 CDM사업이 앞에 선정된 베이스라인 사업 또는 활동에 포함되지 않음을 입증하여야 하며 이러한 입증이 완료되면 마지막으로 선정된 베이스라인 사업 또는 활동으로부터의 배출량을 계산하여 베이스라인 방법론 적용을 마무리하게 된다.

〈표 1〉 베이스라인 방법론 적용 절차

단 계	내 용
1단계	베이스라인 시나리오하의 사업 또는 배출활동 선정
2단계	제안된 CDM사업이 베이스라인 사업 또는 활동에 포함되지 않음을 입증
3단계	선정된 베이스라인 사업 또는 활동으로부터의 배출량 계산

1. 베이스라인 시나리오 선정

마라케쉬합의문의 CDM형식과 절차 48항에서는 베이스라인 시나리오하의 사업이나 배출 활동을 선정하는 것을 돕기 위하여 다음과 같은 세 가지 접근법을 제시하고 있다. 먼저 48(a) 접근법은 여러 대안 시나리오 중 베이스라인 시나리오를 선정할 필요 없이 확실한 베이스라인 시나리오가 있는 경우 적용할 수 있다. 예를 들어 기존 설비를 새로운 설비로 교체하는 사업의 경우 기존 설비의 현재 또는 과거 배출량이 베이스라인 배출량으로 설정된다. 반면에 여러 가지 대안 시나리오 중 최적의 시나리오를 선택하여야 하는 경우에는 48(b)와 48(c) 접근법을 사용할 수 있다. 48(b) 접근법의 경우 여러 대안 시나리오들을 경제적인 측면에서 비교할 때 사용할 수 있을 것이다. 즉, 가능한 대안 시나리오들 중에서 투자 장벽을 고려할 때 경제성이 충분히 높은 사업 또는 기술로부터 배출되는 온실가스량이 바로 베이스라인 배출량이 되는 것이다. 그러나 48(b)를 사용하기 위해서는 각 시나리오별로 경제성 분석 자료가 충분히 존재하여야 할 것이다. 다음으로 48(c) 접근법은 기술의 성능을 고려하여 베이스라인 시나리오를 선정할 때 사용할 수 있다. 48(c) 접근법에서 말하고 있는 “과거 5년” 및 “상위 20%”라는 조건이 바로 대상 사업부문에서 이용가능성이 가장 높은 기술(Best Available Technology)을 반영하기 때문이다. 즉 48(c) 접근법에서는 위 범주에 속하는 사업들이 해당 CDM사업이 없었을 경우 일반적으로 채택될 가능성이 가장 높을 것으로 가정하고 있다. 이

상 세 가지 접근법을 통해 CDM사업자들은 해당 사업에 알맞은 최적의 베이스라인 시나리오를 선정하도록 마라케쉬합의문에서는 규정하고 있다.

〈표 2〉 베이스라인 설정 접근법

조 항	내 용
48(a)항	현재 실제 배출되고 있는 양 또는 과거 배출량
48(b)항	투자 장애요인을 고려하여, 경제적으로 타당한 기술(활동)로부터 배출되는 온실가스량
48(c)항	비슷한 사회, 경제, 환경 및 기술적 조건하에서 과거 5년간 수행된 유사 사업들의 평균 배출량; 단, 평균에 포함된 사업들의 기술성능은 상위 20%에 속하여야 함

출처 : COP. 2001. *Marrakesh Accords Decision 17/CP.7*, p.37.

2. 추가성(Additionality) 입증

CDM집행위원회에서는 여러 가지 보급 장애요인들을 고려하여 추진하고자 하는 CDM사업이 베이스라인 시나리오에 속하지 않음을, 다시 말하면 현 상황에 있어 추가적임을 어떻게 체계적이고 논리적으로 입증할 수 있는지에 대하여 상세한 지침을 제공해 주고 있다. 이를 위해 CDM집행위원회에서는 사업 추가성 입증 방법에 대한 일관성을 확보하기 위해 이미 제출된 방법론 중 공통점들을 뽑아 단계적인 추가성 분석 절차를 마련하였다.

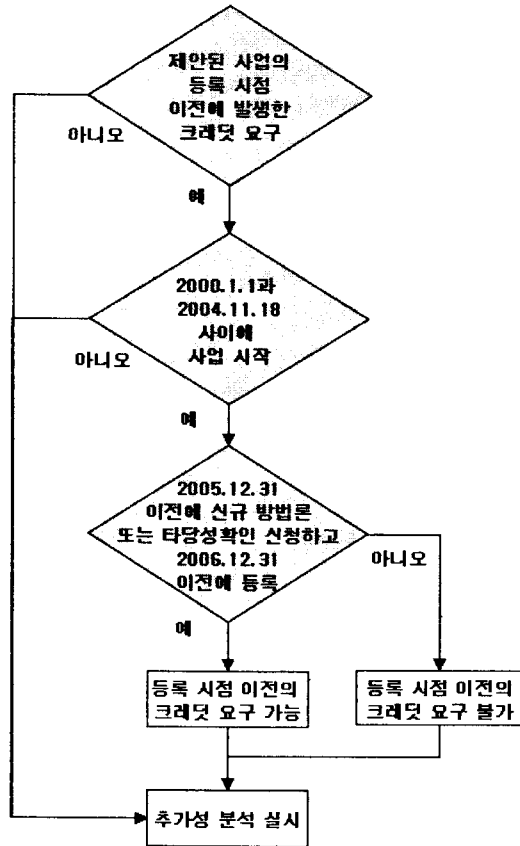
우선, 이러한 추가성 분석을 실시하기에 앞서 만일 제안된 사업이 2000년 1월 1일⁸⁾과 2004년 11월 18일⁹⁾ 사이에 시작된 사업인 경우에는 등록 시점 이전에 발생한 감축량에 대해 인증받을 수 있는지 입증을 하여야 한다. 이를 위하여 CDM사업 제안자는 동 사업이 위 기간 동안에 시작되었고 그 당시 CDM이나 기후변화 완화에 따른 혜택을 충분히 고려하였음을 입증할 수 있는 증거자료를 제시하여야 한다. 단, 이러한 증거자료를 충분히 갖추었다 하더라도 2005년 12월 31일까지 신규 방법론이나 타당성확인을 신청하고 2006년 12월 31일까지 CDM 집행위원회에 등록을 마친 사업에 한하여 과거에 발생한 감축량에 대하여 인증받을 수 있다.¹⁰⁾

8) 교토의정서에서는 2000년 이후 시작된 CDM사업으로부터 발생된 크레딧을 제 1차 공약기간(2008~2012) 동안 사용할 수 있도록 허용하고 있다. Climate Change Secretariat. 1997. *The Kyoto Protocol to the Convention on Climate Change*. UNEP/IUC, p.17.

9) 세계 최초로 첫 CDM사업이 CDM집행위원회에 등록된 시점이다.

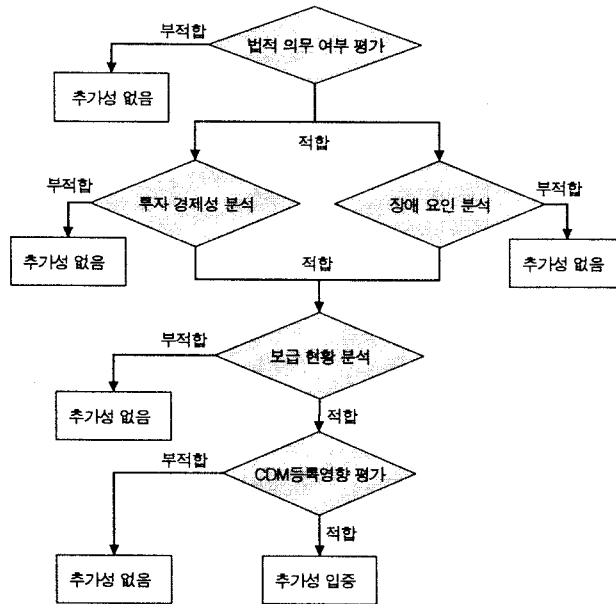
10) CDM집행위원회의 추가성 지침에는 2005년 12월 31일까지 등록 신청이 완료되어야 한다고 규정하고 있으나 제 1차 교토의정서 당사국총회(2005.11)에서는 이를 완화하여 2006년 12월 31일까지 등록이 완료되도록 하였다. COP/MOP. 2005. *Report of the Conference of Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol at its first session, held at Montreal from 28 November*

〈그림 2〉 사업 등록 시점 이전의 크레딧(CERs) 요구



추가성 분석의 첫 번째 단계는 해당 사업분야에서 베이스라인 시나리오에 속하는 사업 즉, 현 상황에서 자연스럽게 벌어지거나 벌어질 사업들을 나열하고 이들 중 관련법령에 의해 의무적으로 시행되는 사업들을 파악하는 것이다. 파악된 사업들 중에 제안된 CDM사업이 속한다면 이 사업의 추가성은 없다고 결론을 내리고 반대로 속하지 않는다면 다음 단계 분석으로 이동한다. 두 번째 단계에서는 투자경제성 분석이나 장애요인 분석을 수행하게 된다. 이 중에서 어느 것을 선택할지는 사업자의 편의나 자료 이용가능성에 따를 것으로 보인다. 먼저 투자경제성 분석에서는 사업에 따른 비용과 수익을 구체적으로 예측하여 제안된 CDM사업을 통해 사업자가 경제적으로 이익을 볼 수 있는지 판단하게 된다. 만일 사업의 경제성이 없다고 판단되면 이 사업은 현 상황에서 자연스럽게 일어날 수 없다고 판단하며 따라서 추가성이 있다고 결정하게 된다.

<그림 3> 추가성 입증 단계



출처 : CDM Executive Board. 2005. *Tool for the demonstration and assessment of additionality (Ver 2)*, p.1-9

이러한 투자경제성 분석은 다시 세 가지로 분류되는데 그 중 첫째(Option I)방법은 사업으로 인한 수익은 없고 순전히 비용만 발생하는 경우이다. 이때는 당연히 발생하는 비용만 조사하여 현 상황에서 제안된 사업의 경제성은 없다고 판단한다. 두 번째(Option II)는 해당 사업에 대한 순현재가치(NPV : Net Present Value), 내부수익률(IRR : Internal Rate of Return), 비용편익비(cost benefit ratio) 또는 단위 서비스당 비용(unit cost of service) 등 적절한 지표를 선정하여 그 값을 구한 후 베이스라인 시나리오에 속한 사업과 서로 비교하는 방법이다. 그 결과, 제안된 CDM사업이 베이스라인 시나리오에 속한 사업보다 경제성이 낮다고 판단되면 위 사업은 추가적이라고 판단한다. 세 번째 방법(Option III)은 앞서 두 번째 방법과 같이 제안된 사업에 적절한 경제성 평가 지표를 선정하여 그 값을 구한 후 시장대출금 이자율이나 정부의 채권 수익률과 같은 특정값과 비교하여 경제성을 평가하는 것이다. 이처럼 투자경제성 분석은 경제성 지표를 사용하여 제안된 CDM사업에 대한 경제적 장애요인이 존재함을 입증하는 것이라고 할 수 있다. 만일, 이러한 투자경제성 분석이 적절치 않다고 여겨지면 그 대신 장애요인 분석방법을 사용할 수 있다. 이는 경제성 이외에 자금 대출, 기술 보급 등 여러 가지 장애요인을 분석하는 방법인데 사업의 다양한 측면을 고려할 수 있다는 장점이 있는 반면에 IRR이나 NPV 등의 표준화된 지표나 정형화된 방법이 없다는 단점이 있다.

〈표 3〉 장애요인 분석 사례¹¹⁾

장애 요인	내 용
투자 장애요인 (경제적 측면 제외)	- 제안된 사업과 같이 새로운 사업에 대한 자금 대출이 어려운 경우 - 사업 유치국의 불확실한 투자 환경으로 인해 해외 투자자본 시장에 대한 접근이 어려운 경우
기술적 장애요인	- 제안된 기술에 대한 운전 및 유지 전문 인력이 부족하거나 교육 및 훈련 기관이 없는 경우 - 제안된 기술을 실용화할 수 있는 인프라가 부족한 경우
기타 장애요인	- 제안된 사업이 해당 유치국이나 지역에서 처음 실시되는 사업인 경우

이와 같이 투자경제성 또는 장애요인 분석방법을 통과하여 제안된 CDM사업이 추가성이 있음을 입증하게 되면 네 번째로 제안된 사업과 유사한 사업의 보급현황을 분석(Common Practice Analysis)하여야 한다. 예를 들어, 위 분석결과 여러 가지 장애요인이 있다고 결론을 내렸음에도 불구하고 실제 상황에서는 제안된 사업과 유사한 사업이나 기술들이 현저하게 보급되었다면 위 결론은 정당화될 수 없을 것이다. 따라서 이 분석단계는 이전 분석결과와 실제 보급현황을 비교하여 추가성 입증에 위한 근거를 확실히 함에 있다. 여기서 제안된 CDM사업과 유사한 사업 또는 기술들의 보급이 전무하거나 미미하다고 판단되면 역시 제안된 사업은 베이스라인 시나리오에 대하여 추가적이라고 판단하고 마지막 분석단계로 넘어간다. 마지막 단계에서는 제안된 사업에 의해 얻어지는 인증감축량(CERs)이 동 사업에 어떤 영향을 미치게 되는지 평가하여 CDM사업으로 추진되지 않았다면 제안된 사업을 시작하는 것이 불가능함을 직접적으로 보이게 된다.

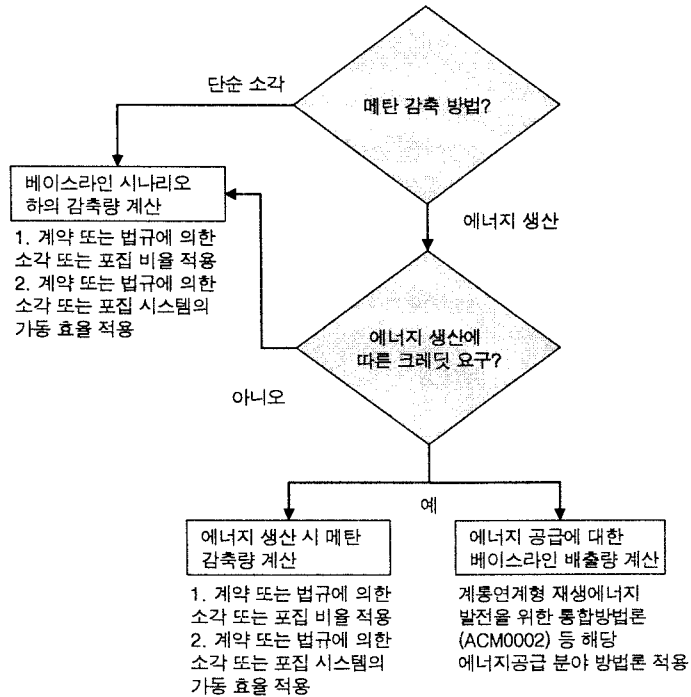
3. 베이스라인 배출량 계산

본 절에서는 향후 우리나라 CDM사업 추진 가능성이 높은 매립지가스 사업과 재생에너지 이용 사업들에 대한 베이스라인 배출량 계산 방법들을 살펴보고자 한다. CDM집행위원회에서는 이미 승인된 방법론들 중 유사한 사례가 많은 매립지가스 사업과 재생에너지 이용 사업들에 대해서 통합된 베이스라인 및 모니터링 방법론을 마련하였다. 먼저, 매립지가스 사업을 위한 통합방법론(ACM0001)은 매립지가스를 포집하여 소각하는 사업과 매립지가스를 포집하여 에너지를 생산하는 사업에 적용되며, 후자의 경우 에너지 생산에 따른 온실가스감축에 대

11) CDM Executive Board. 2005. *Tool for the demonstration and assessment of additionality (Ver 2)*, p.5.

해서 크레딧을 요구할 경우 추가적으로 재생에너지 발전사업을 위한 통합방법론(ACM0002)이나 다른 승인된 방법론¹²⁾을 사용할 수 있도록 하고 있다.

<그림 4> 매립가스 회수 사업 베이스라인 방법론 적용 흐름도



출처 : CDM Executive Board. 2005. *ACM0001, Consolidated methodology for landfill gas project activities (Ver 2)*, p.1-4.

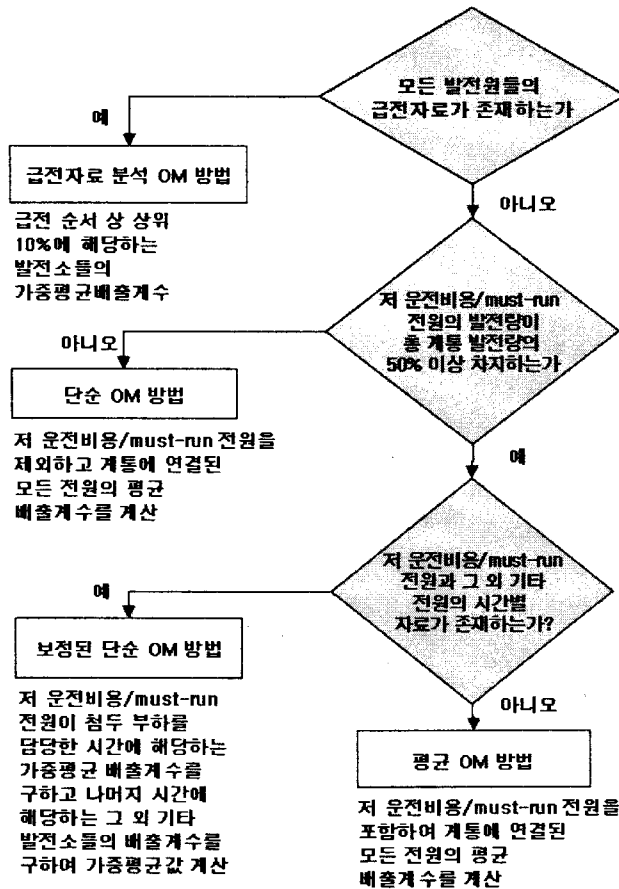
매립지가스 사업 통합방법론에서 설정한 베이스라인은 매립지관리와 관련된 규제, 계약 조건 또는 안전 및 악취 등의 이유로 일부 가스를 연소시키고 나머지는 대기 중으로 자연 방출되는 상태를 말한다. 이 때 사업에 의한 감축량은 사업에 의해 포집된 매립지가스량에서 사업이 없었을 경우 규제나, 계약 조건에 따라 포집되는 양을 제외한 값으로 한다. 만약 규제나, 계약 조건에 따른 포집량이 정해지지 않았다면 조정계수(Adjustment Factor)¹³⁾를 사용

12) 매립지가스를 활용하여 전기나 열을 생산할 경우 그 규모가 각각 15MW, 54TJ(15GWh) 이하이면 별도로 소규모 방법론을 사용할 수 있다. CDM Executive Board. 2005. *ACM0001, Consolidated methodology for landfill gas project activities (Ver 2)*, p.1-2.

13) ACM0001에서는 조정계수(Adjustment Factor)의 적용 사례로서 법규 또는 계약에 의해 의무적으로 소각해야 하는 비율을 적용하거나 그러한 비율이 존재하지 않으면 법규 또는 계약에 의해 포집하거나 소각하는 시설의 분해 효율과 CDM사업에 의한 분해 효율의 비율을 적용하도록 하고 있다. CDM Executive Board. 2005. *ACM0001, Consolidated methodology for landfill gas project activities (Ver 2)*, p.2-3.

하여 베이스라인 시나리오하의 감축량을 추정할 수 있다. 또한, 매립지가스를 사용하여 전기나 열을 생산할 경우에는 각 생산량에 본 CDM사업이 대체하는 해당 시설들의 배출계수를 곱하여 감축량을 추정한다. 한편, 가스 포집 및 이송 시설을 가동하는 경우 전력을 소비하게 되는데, 만일 해당 CDM사업이 전력을 생산할 경우에는 전력 생산량에서 소비량만큼을 제외하여 주고 반대로 전력 생산이 없다면 전력소비에 따른 CO₂ 배출량을 감축량에서 제외하여야 할 것이다.

<그림 5> Operating Margin(OM) 방법 선택 흐름도



출처 : CDM Executive Board. 2006. ACM0002, Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources (Ver 5), p.1-11.

다음으로 재생에너지 발전사업을 위한 통합방법론(ACM0002)을 보면 이 방법론은 수력, 풍력, 지열, 태양광, 조력 및 파력 발전 등에 적용되는데 사업의 베이스라인 배출량은 Operating Margin(OM)과 Build Margin(BM)의 평균값으로 계산한다. 여기서 Operating

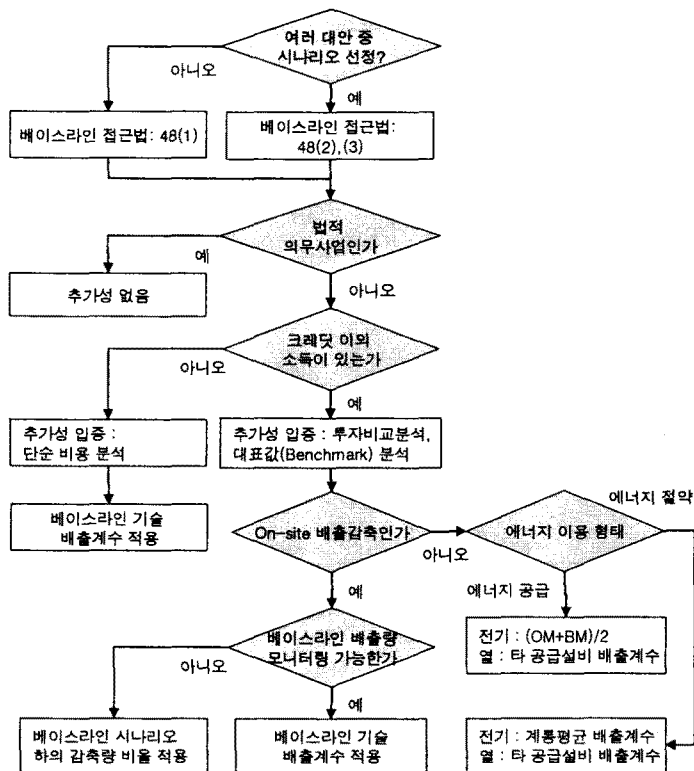
Margin(OM)과 Build Margin(BM)에 대해 구체적으로 살펴보면, 재생에너지 발전사업이 전력계통에 연결된 기존 설비의 가동에 영향을 미치게 될 경우 Operating Margin(OM) 배출계수(tCO_2/MWh)를 사용하고 반대로 앞으로 전력계통에 연결될 신규 설비의 건설에 영향을 미치게 될 경우 Build Margin(BM)을 사용하게 된다. 다시 말하면, Operating Margin(OM) 배출계수란 재생에너지 발전사업이 급전순서에서 상위에 위치하는 침두부하를 담당하는 발전소들에 영향을 미친다는 가정을 하여 이에 해당하는 발전소들의 배출계수를 가중평균하여 구한 값을 의미한다. 한편, 기존에 계통에 연결된 발전소들의 용량이 포화상태에 이르러 신규 발전소를 더 지어야 하는 상황에서는 재생에너지 발전사업이 이러한 신규 발전소의 건설에 영향을 미칠 수 있는데 이때 새로 지어질 발전소들의 가중평균 배출계수를 Build Margin(BM)이라고 한다. Build Margin(BM)¹⁴⁾은 기본적으로 가장 최근에 지어진 5기의 발전소의 가중평균배출계수를 적용하거나 가장 최근에 지어진 발전소들 중 전체 계통 연계발전량의 20%를 차지하는 발전소들의 가중평균배출계수를 사용하면 된다. 이때, 배출계수 값의 신뢰성을 더욱 높이기 위해 두 가지 중 연간 발전량이 더 많은 쪽을 선택하도록 하고 있다.

아래 <그림 6>에서는 마라케쉬합의문에서 정의한 베이스라인 설정 방법과 CDM집행위원회에서 제시한 추가성 입증 지침에 기초하여 베이스라인 방법론 적용 절차를 간략하게 정리하여 보았다. 첫 번째 단계는 베이스라인 시나리오를 선정할 때 여러 대안들 중 하나 또는 여러 개를 선택할 필요가 있는지 확인하는 것이다. 이때 대안을 선정할 필요 없이 베이스라인 시나리오가 정해져 있다면 베이스라인 접근법으로 과거 또는 현재 배출량을 사용하면 될 것이다. 반대로 여러 대안들 중 가장 타당한 시나리오를 선정하는 경우에는, 경제성자료 이용이 가능하면 경제성이 있는 기술의 배출량을 베이스라인 접근법으로 선택하고 대안 기술들의 성능자료 이용이 가능하면 과거 5년간 수행된 유사 사업들 중 기술성능이 상위 20%에 속하는 기술들의 평균 배출량을 베이스라인 접근법으로 선택하도록 한다. 이렇게 베이스라인 선정이 완료되면 이어서 제안된 CDM사업이 유치국 내에서 법적 의무사항에 속하는지 파악하여야 한다. 만일 법적 의무사항에 속한다면 CDM과 관계 없이 의무적으로 추진되어야 할 사업에 해당되므로 CDM사업으로는 적합지 않게 된다. 그 다음으로는 크레딧 이외의 소득이 있는지 파악해 보는 것이다. 이러한 소득이 없다면 사업 투자에 들어가는 비용은 순수하게 온실가스 감축에만 소요되기 때문에 추가적인 노력에 해당될 것이다. 이때에는 간단히

14) Build Margin의 자료 시점에 대해서는 사업 시작 이전 시점의 자료를 이용하거나 반대로 사업 시작 이후 시점의 모니터링 자료를 이용하여 구할 수 있다. 그러나 후자의 경우에는 첫 번째 크레딧 인정기간(Crediting Period)만 가능하고 그 이후의 크레딧 인정기간에는 전자와 마찬가지로 베이스라인 작성 시점 이전의 자료를 쓰도록 권고하고 있다. CDM Executive Board. 2006. *ACM0002, Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources (Ver 5)*, p.9.

추가적인 비용이 어느 정도인지 파악하는 것으로 추가성 입증을 충분히 할 수 있다. 만일 크레딧 이외의 소득이 있는 사업이라면 이 때 추가성 입증방법은 베이스라인에 속하는 사업들과의 경제성을 비교하거나 경제성 지표 중 대표가 되는 값들을 기준으로 하여 경제적 장애요인이 있음을 보여 주는 것이 바람직할 것이다. 마지막으로 제안된 사업에 의한 감축활동이 사업 현장에서 벌어진다면 바로 베이스라인 시나리오로부터의 배출량을 구하면 되는데 만일 이러한 베이스라인 배출량 모니터링이 어렵다면 나중에 실제 감축량 모니터링 시 총 감축량에서 베이스라인 시나리오하에 해당하는 감축량만큼을 제외하여야 한다. 그리고 고효율 모터 설치사업이나 태양광 발전사업처럼 감축활동이 사업 현장 밖에서 일어나는 사업이라면, 에너지 효율향상 사업인 경우에는 전력계통의 평균 배출계수를 사용하고, 에너지 공급 사업인 경우에는 Operating Margin과 Build Margin의 평균값을 사용하도록 한다. 열 소비에 영향을 미치는 사업의 경우에는 에너지 효율향상 사업이나 공급 사업 모두 실제 열을 공급해주는 시설의 배출량을 베이스라인 배출량을 사용하면 될 것이다. 이상으로 마라케쉬협약문과 CDM집행위원회 결정사항에 제시된 CDM사업의 베이스라인 설정과 추가성 입증 관련 규정들을 모든 CDM사업에 공통적으로 적용할 수 있도록 체계적으로 정리하였다.

<그림 6> CDM사업 베이스라인 방법론 적용 흐름도



III. 베이스라인 방법론 적용 사례 연구

본 절에서는 앞에서 정리한 CDM사업 베이스라인 시나리오 선정 및 추가성 입증 흐름도에 따라 국내 매립지가스 자원화사업에 대한 베이스라인 배출량을 계산해 보고자 한다. 연구 대상 사업으로는 현재 대전광역시에서 관리하고 있는 금고동 매립지를 선정하였다. 금고동 매립지는 2003년 7월부터 본격적으로 매립지가스를 포집하여 전기를 생산하고 있으며 2018년까지 활용 가능성이 높을 것으로 예측되어 CDM사업으로서의 충분한 잠재력을 지니고 있는 사업으로 평가되었고 베이스라인 설정에 중요한 자료들이 대부분 이용 가능하다는 이점이 있어 이번 사례 연구에 활용하게 되었다.

〈표 4〉 금고동 매립지 일반 현황

항 목	내 용
매립지 위치	대전시 유성구 금고동 산 21번지
매립기간	1996년부터 매립이 시작되어 2010년 종료 예정
매립량	2000년까지 총 1,996,721톤이며 종료시점까지 총 4,103,338톤 매립
매립가스 발생량	2004년 최대 포집가능량 38m ³ /분, 2015년 포집가능량 15m ³ /분

출처 : 산업자원부, 2004. 「LFG이용 에너지 설비의 실용화 평가에 관한 연구」, p.314-315.

1. 베이스라인 접근법

금고동 매립지가스 발전사업은 그 특성상 두 가지 감축효과를 지니고 있다. 첫 번째로 전기를 생산하여 전력계통에 공급함으로써 다른 화석연료 발전으로부터 발생하는 온실가스 배출량을 줄일 수 있다. 두 번째로는 매립지에서 자연발생하고 있는 온실가스인 메탄가스를 포집하여 연소시킴으로써 온실효과를 줄이는 효과를 갖고 있다. 전자의 경우에는 전력 계통에 연결된 모든 발전소들이 베이스라인 시나리오에 속하게 되므로 48(a) 접근법에 나오는 현재 또는 과거 배출량을 적용하면 될 것이다. 후자의 경우에는 매립지 처리방법에 따라 여러 가지 대안 시나리오가 존재하므로 48(b) 접근법에 따라 이 중에서 경제적으로 타당한 활동을 베이스라인 시나리오로 선정한다. 그러나 매립지가스 발전사업의 경우에는 그 특성상 베이스라인 시나리오 선정 시, 48(b) 접근법과 매립지가스 처리에 대한 법적 규제도 함께 고려하여야 할 것이다.

2. 사업 등록시점 이전의 크레딧 요구

금고동 매립지가스 발전사업은 2003년 7월부터 본격적으로 발전을 시작하여 본 글에서는 2004년부터 감축량을 인증받는 것으로 가정하였다. 따라서 본 사업은 2004년 11월 18일 이전에 시작되었으므로 시작 시점 당시에 CDM이나 기후변화 완화에 따른 혜택을 충분히 고려하였음을 입증할 수 있는 증거자료를 제시한다면 2004년부터 발생하는 감축량을 인증받을 수 있을 것이다. 만일 이러한 증거자료를 확보하는 것이 어렵다면, 비록 2004년 이전부터 시작하였다 할지라도 감축량에 대한 인증은 실제 사업등록 시점 이후부터 가능하게 된다.

3. 법적 의무사항 여부

국내 폐기물 관리법에서는 매립지 시설에 대하여 악취 또는 화재의 위험을 방지하기 위하여 1991년부터 소각시설을 설치할 것을 요구하고 있고¹⁵⁾ 이어서 1999년부터는 이러한 요건을 좀 더 구체화하여 에너지 활용시설을 설치할 것을 선택사항으로 정하고 있다.¹⁶⁾ 따라서 국내의 대규모 매립지들은 위생매립을 실현하기 위하여 간이 소각시설이나 포집관을 통한 중앙 소각시설들을 설치하여 운영하고 있으며 더 나아가 에너지 자원화시설 설치를 계획하고 있는 상태이다. 이러한 폐기물 관리법을 근거로 할 때, 금고동 매립지가스 발전사업의 발전시설 가동은 법적 의무사항에 해당하지 않으며, 본 사업에 대한 베이스라인 상황은 악취나 화재의 위험성을 방지하기 위한 간이 소각시설 또는 중앙 소각시설 설치로 볼 수 있다. 본 사례연구에서는 위 두 가지 베이스라인 상황 중에서 전자인 간이 소각시설을 통한 매립지가스 처리를 매립지가스 발전 이전의 상황으로 가정하였다.

4. 투자 경제성 비교 분석

금고동 매립지가스 발전사업은 크레딧으로 인한 수익 이외에 전력 판매를 통한 수익이 발생하므로 투자경제성 분석을 위해 투자비교분석(Option II)과 대푯값(benchmark)분석(Option III)이 가능하다. 본 글에서는 투자경제성 분석을 위한 지표로 국내 발전부문에서 일반적으로 사용하는 발전원가를 적용하였으며,¹⁷⁾ 분석방법으로는 이에 적절한 투자비교분석

15) 폐기물관리법 시행규칙 제15조 별표8 (총리령 제397호, '91.12.13)

16) 폐기물관리법 시행규칙 제20조 별표7 (환경부령 제82호, '99.8.9)

17) 한국전력거래소, 2003. 「2003년도판 발전설비현황」 p.248.

(Option II)을 선정하였다.¹⁸⁾ 아래 <표 7>과 <표 8>에서 전력계통에 연결된 발전원들과 발전원가¹⁹⁾를 비교한 결과 금고동 매립지가스 발전사업은 원자력과 유연탄 그리고 양수 발전에 비해 경제성이 낮음을 확인하였다.

<표 5> 금고동 매립지가스 발전사업 경제성 비교²⁰⁾

	금고동 매립지 ²¹⁾	원자력		유연탄		무연탄	중유	LNG복합	양수
		1000천kw	1400천kw	500천kw	800천kw	200천kw	500천kw	450천kw	300천kw
규모	3.46천kw								
총건설비단가 (천원/kw)	1,879	1,797	1,453	1,183	1,015	1,775	893	533	635
설비수명(년)	15	40	40	30	30	30	30	30	55
할인율(%)	8	8	8	8	8	8	8	8	8
자본회수계수(%)	11.682	8.386	8.386	8.883	8.883	8.883	8.883	8.883	8.118
법인세율(%)	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018
운전유지비율(%)	6.15	4.447	4.651	4.229	4.055	3.449	4.126	7.51	2.246
고정비율(%)	17.850	12.851	13.055	13.200	12.956	12.350	13.027	16.411	10.382
소내소비율(%)	14	4.7	4.2	4.4	4.2	10.5	4.0	1.3	0.4
연료비원가 (원/kwh)	0	4.38	4.49	14.06	13.27	36.94	46.08	53.70	0
이용률(%) (’01-’03)	61.9%	91.3%	91.3%	79.1%	79.1%	64.2%	48.7%	12.4%	11.6%
발전원가 (원/kWh)	71.96	34.66	29.24	37.62	33.07	80.48	74.49	135.41	65.16

18) CDM집행위원회에서 제시한 대푯값(benchmark)분석(Option III) 사례를 보면, 정부채권수익률, 시장대출금 이자율 또는 기업 자체적인 수익률 기준 등을 들고 있어 대푯값분석은 발전원가보다는 IRR과 같은 경제성 지표에 더 적절하다. CDM Executive Board. 2005. Tool for the demonstration and assessment of additionality (Ver 2), p.4.

19) 발전원가는 아래와 같이 고정비원가와 변동비원가의 합으로 계산한다.

$$\text{발전원가} = \frac{\text{총건설비(원)} \times \text{고정비율(\%)}}{\text{시설용량(kW)} \times 8,760(\text{h}) \times \text{이용률(\%)} \times (1 - \text{소내소비율})} + \frac{860(\text{kcal/kWh}) \times \text{연료비 단가(원/kg, l)}}{\text{열효율(\%)} \times \text{연료발열량(kcal/kg, l)} \times (1 - \text{소내소비율})}$$

한국전력거래소. 2005. 「2005년도판 발전설비현황」 p.312.

20) 원자력, 유연탄, 무연탄, 중유, LNG복합, 양수발전의 발전원가는 2001년 1월 불변가와 1달러당 1,250원 환율을 적용함. 한국전력거래소. 2003. 「2003년도판 발전설비현황」 p.248.

〈표 6〉 전원별 발전원가 민감도 분석

(단위: 원/kWh)

규모		금고동 매립지	원자력		유연탄		무연탄	중유	LNG 복합	양수
		3.46천kw	1000천kw	1400천kw	500천kw	800천kw	200천kw	500천kw	450천kw	300천kw
원자력/화석연료 발전 연료비원가	10% 상승	71.96	35.10	29.68	39.03	34.40	84.17	79.10	140.78	65.16
	20% 상승	71.96	35.54	30.13	40.44	35.72	87.87	83.71	146.15	65.16
매립지가스발전 이용률	10% 감소	79.96	34.66	29.24	37.62	33.07	80.48	74.49	135.41	65.16
	20% 감소	89.95	34.66	29.24	37.62	33.07	80.48	74.49	135.41	65.16

이 때, 재생에너지 발전에 대한 정부의 차액보전 지원금은 마라케쉬합의문 채택 이후에 시행되었으므로 본 경제성 분석에서는 제외하였다.²²⁾ 따라서 금고동 매립지가스 발전사업은 발전사업자들의 투자 우선순위에서 상대적으로 낮은 위치에 있으므로 투자 장애요인이 존재한다고 결론 내릴 수 있으며 따라서 CDM사업으로서의 추가성이 존재함을 입증할 수 있다.²³⁾

5. 보급 현황 분석

국내 지자체에서 관리하는 매립지는 대전 금고동 매립지를 포함하여 총 269개소로 이 중 매립지가스 발전사업을 하는 곳은 2004년까지 총 8개소이다. 이러한 현황은 앞 절에서 국내 매립지가스 발전사업이 투자 장애요인으로 인하여 보급이 어렵다고 입증한 점을 논리적으로 뒷받침하고 있다.²⁴⁾

21) 산업자원부. 2004. 「LFG이용 에너지 설비의 실용화 평가에 관한 연구」, p.102, 106.

22) CDM집행위원회에서는 비부속서 I 국가가 CDM사업 유치를 늘리기 위해 온실가스 배출이 적은 사업들에 대한 지원을 늦추는 것을 방지하기 위해 마라케쉬합의문 채택 시점(2001.11)이후에 시행되는 온실가스 저배출 지원정책은 베이스라인 시나리오에서 제외할 수 있도록 하고 있다. CDM Executive Board. 2006. *Clarifications on the Consideration of National and/or Sectoral Policies and Circumstances in Baseline Scenarios(Ver 2)*, p.1-2.

23) CDM집행위원회에서는 제안된 사업이 베이스라인 시나리오하에서 경제성이 가장 좋은 사업에 해당되지 않을 경우 투자 장애요인이 존재한다고 결론 내렸다. CDM Executive Board. 2005. *Tool for the demonstration and assessment of additionality (Ver 2)*, p.5.

24) 제안된 사업과 유사한 사업들이 보편적으로(commonly) 일어날 경우 제안된 사업은 추가성이 있다고 할 수 없다. 같은 책, p.7.

<표 7> 국내 매립지가스 발전 현황²⁵⁾

매립지	규 모	설치 년도	발전량(2004년)
대전 금고동	3.46MW	2003	10,048 MWh
수도권	9.88MW	2001	54,381 MWh
부산 생곡	6MW	2003	30,262 MWh
광주 운정	2.12MW	2003	13,733 MWh
군산 내초동	1MW	2002	4,659 MWh
청주	1MW	2004	9,958 MWh
포항 호동	2MW	2002	12,675 MWh
제주 회천	2MW	2003	7,169 MWh

6. CDM등록 영향 평가

금고동 매립지가스 발전사업을 CDM사업으로 등록함으로써 발생하는 편익은 크게 폐기물 및 발전부문의 온실가스 감축효과와 크레딧 판매로 인한 수익이라고 할 수 있다. 이러한 편익은 국내 지자체들이 매립지가스 발전을 추진하고자 할 때 낮은 경제성과 같은 장애요인들을 극복하게 함으로써 투자에 대한 결정을 유도하는 주요 인센티브가 될 수 있다.

<표 8> CDM등록 영향

항 목	내 용	비 고
온실가스 감축효과	1,033,189 CO ₂ 톤 (2004-2018)	- 메탄가스 감축 : 878,395 CO ₂ 톤 - 화석연료 발전 대체 : 154,795 CO ₂ 톤
크레딧 판매 수익	103억 원 (2004-2018)	- 크레딧 가격 : 10,000원/CO ₂ 톤으로 가정

7. 베이스라인 배출량 계산

금고동 매립지가스 발전사업은 전력계통에 전기를 공급하여 온실가스 배출을 줄이게 되는 데 이때의 베이스라인 배출량은 ACM0002 방법론 또는 소규모 재생에너지 발전 베이스라인 방법론에 의해 구한 배출계수와 동 사업에 의해 공급된 전기량을 곱한 값이 된다. 금고동 매립지가스 발전사업의 규모는 3.46MW로 마라케쉬합의문에서 정의한 15MW 이하 소규모 사

25) 한국전력공사. 2005. 「전력통계」, p.40.

업²⁶⁾에 해당하여 소규모 방법론을 사용할 수 있으나 본 글에서는 방법론 적용 가능성 고찰을 위해 ACM0002 방법론에 따라 배출계수를 구하였다. 한편, 매립지가스 연소에 따른 온실가스 감축량은 ACM0001에 따라 발전에 사용된 총 메탄가스 감축량에서 앞에서 가정한 베이스라인 시나리오하의 간이 소각량을 제외하여 구하였다. 본 사례 연구에서는 매립지에서 포집된 메탄가스가 모두 발전에 사용된다고 가정하였으며 베이스라인 시나리오하의 간이 소각량은 이러한 소각시설의 분해 효율과 CDM사업에 의해 설치된 발전시설의 분해 효율의 비율을 적용하여 구하였다. 그러나 금고동 매립지 발전사업의 경우 발전시설을 설치하기 이전의 소각시설의 메탄 분해효율 자료가 공개되어 있지 않아 대안으로 김포 수도권매립지의 포집시설과 간이 소각시설의 설계치를 적용하였다. 이와 같은 방법으로 베이스라인 배출량을 구한 결과, 베이스라인 시나리오하의 간이 소각에 의한 메탄 감축량은 사업기간 동안 총 561,596 CO₂톤으로 계산되었으며 이를 제외한 매립지가스 발전에 의한 메탄 감축량은 총 878,395 CO₂톤으로 나타났다. 한편, 발전에 따른 베이스라인 시나리오하의 배출량은 사업기간 동안 총 154,795 CO₂톤으로 추정되었다.

〈표 9〉 매립지가스 연소에 따른 온실가스 감축 추정량

년도	매립지가스 추출량(m ³ /년)	메탄포집량 ²⁷⁾ (톤/년)	CO ₂ 감축량 (CO ₂ 톤/년)	베이스라인 감축량 ²⁸⁾ (CO ₂ 톤/년)	순 감축량 (CO ₂ 톤/년)
2004	21,024,000	6,857	143,997	56,159	87,838
2005	21,024,000	6,857	143,997	56,159	87,838
2006	21,024,000	6,857	143,997	56,159	87,838
2007	21,024,000	6,857	143,997	56,159	87,838
2008	21,024,000	6,857	143,997	56,159	87,838
2009	21,024,000	6,857	143,997	56,159	87,838
2010	15,768,000	5,143	108,003	42,121	65,882
2011	15,768,000	5,143	108,003	42,121	65,882
2012	10,512,000	3,429	72,009	28,084	43,925
2013	10,512,000	3,429	72,009	28,084	43,925
2014	10,512,000	3,429	72,009	28,084	43,925
2015	5,256,000	1,714	35,994	14,038	21,956
2016	5,256,000	1,714	35,994	14,038	21,956
2017	5,256,000	1,714	35,994	14,038	21,956
2018	5,256,000	1,714	35,994	14,038	21,956
합계	210,240,000	68,571	1,439,991	561,596	878,395

* 온실가스 감축량 (CO₂톤/년) = 메탄 포집량(톤/년) × 21 × (1 - 베이스라인 시나리오하의 감축비율)

<표 10> 베이스라인 배출계수²⁹⁾

구 분		배출계수 (CO ₂ 톤/MWh)	비 고
Operating Margin ³⁰⁾	2002년	0.7794	저 운전비용(수력, 지열, 풍력, 저비용 바이오매스, 원자력, 태양광)전원과 경제성과 관계 없이 정책적으로 소비되는(must-run) 무연탄 ³¹⁾ , 그리고 집단에너지, 자가 상용발전을 제외한 전체 계통연계발전(유연탄, 중유, 경유, LNG)의 가중평균 배출계수를 구함
	2003년	0.7815	
	2004년	0.7541	
	평균	0.7717	
Build Margin(2004년)		0.5082	최근 지어진 발전소들 중 전체 계통공급량(326,879,672MWh)의 21%에 해당하는 발전소들의 가중 평균 배출계수를 구함
평균		0.6399	(Operating Margin + Build Margin)/2

<표 11> 화석연료 발전 대체에 따른 온실가스 감축 추정량

년도	매립지가스 추출량 ³²⁾ (m ³ /년)	발전 이용량 ³³⁾ (m ³ /년)	발전량 ³⁴⁾ (MWh)	순 발전량 ³⁵⁾ (MWh)	CO ₂ 감축량 ³⁶⁾ (CO ₂ 톤/년)
2004	21,024,000	19,194,912	28,128	24,190	15,479
2005	21,024,000	19,194,912	28,128	24,190	15,479
2006	21,024,000	19,194,912	28,128	24,190	15,479
2007	21,024,000	19,194,912	28,128	24,190	15,479
2008	21,024,000	19,194,912	28,128	24,190	15,479
2009	21,024,000	19,194,912	28,128	24,190	15,479

27) 환경부. 2001. 「매립지가스 자원화사업의 CDM사업으로서의 활용방안 연구」, p.317.

28) 김포 수도권매립지의 포집시설 대 간이 소각시설의 처리효율비 0.39를 곱하여 구함. 수도권매립지관리공사. 2004. 「수도권매립지통계연감(제2호)」, p.157.

29) 한전 전력통계자료를 IPCC 공식에 대입하여 배출량을 구함 : 배출량(CO₂톤) = 연료사용량(t, kl) × 발열량(kcal/kg, l) × 산화율(%) × IPCC배출계수(kg C/GJ) × 4.186 × (44/12) × 10⁻⁶. 한국전력공사. 2003-2005, 「전력통계」, p.28-41, 46-51.

30) 일반적으로 급전자료들은 대외에 공개되지 않고 저 운전비용/must-run 전원에 해당하는 발전소들의 총 발전량이 전체 계통연계 발전량의 50% 이하이므로 ACM0002의 단순 OM 방법에 따라 이들을 제외한 가중평균 배출계수를 구함. CDM Executive Board. 2006. *ACM0002, Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources (Ver 5)*, p.5-6, 한국전력공사. 2005. 「간추려 본 한국전력」, p.45.

31) 산업자원부. 2000. 「제 5차 장기전력수급계획 (1999-2015)」, p.27.

32) 환경부. 2001. 「매립지가스 자원화사업의 CDM사업으로서의 활용방안 연구」, p.317.

33) 전체 매립지가스 추출량에 설비 가동률 0.913을 곱하여 구함. 환경부. 2001. 「매립지가스 자원화사업의 CDM사업으로서의 활용방안 연구」, p.317.

34) 금곡동 매립지가스 발전시설 설계치인 월 1,700,000m³의 매립지가스를 포함하여 3.46MW의 전기를

<표 11> 계속

년도	매립지가스 추출량 ³⁷⁾ (m ³ /년)	발전 이용량 ³⁸⁾ (m ³ /년)	발전량 ³⁹⁾ (MWh)	순 발전량 ⁴⁰⁾ (MWh)	CO ₂ 감축량 ⁴¹⁾ (CO ₂ 톤/년)
2010	15,768,000	14,396,184	21,096	18,143	11,610
2011	15,768,000	14,396,184	21,096	18,143	11,610
2012	10,512,000	9,597,456	14,064	12,095	7,740
2013	10,512,000	9,597,456	14,064	12,095	7,740
2014	10,512,000	9,597,456	14,064	12,095	7,740
2015	5,256,000	4,798,728	7,032	6,048	3,870
2016	5,256,000	4,798,728	7,032	6,048	3,870
2017	5,256,000	4,798,728	7,032	6,048	3,870
2018	5,256,000	4,798,728	7,032	6,048	3,870
합계	210,240,000	191,949,120	281,284	241,905	154,795

* 온실가스 감축량 (CO₂톤/년)= 매립지가스 추출량(m³/년) × 설비가동률 × 발전효율(MWh/m³) × (1 - 소내소비율) × 베이스라인 배출계수(CO₂톤/MWh)

8. 매립지가스 발전 CDM사업 국내 적용가능성

이상으로 CDM사업의 베이스라인 방법론을 베이스라인 시나리오 선정, 추가성 입증 그리고 베이스라인 배출량 계산의 3단계로 나누어 국내 매립지가스 발전사업에 적용해 보았다. 베이스라인 시나리오 선정에 있어서는 국내 폐기물 관리법을 적용하여 간이 소각시설 설치를 베이스라인 상황으로 가정하였으며 추가성 입증에 있어서는 화석연료 발전과의 발전원가 분석과 이에 대한 민감도 분석을 통해 경제적 장애요인이 있음을 입증하였다. 또한, 매립지

-
- 생산한다고 가정함. 산업자원부. 2004. 「LFG이용 에너지 설비의 실용화 평가에 관한 연구」 p.83.
 - 35) 내부 전력 소비량 14%를 제외함. 산업자원부. 2004. 「LFG이용 에너지 설비의 실용화 평가에 관한 연구」 p.106.
 - 36) <표 10>에서 구한 0.6399 CO₂톤/MWh을 적용
 - 37) 환경부. 2001. 「매립지가스 자원화사업의 CDM사업으로서의 활용방안 연구」 p.317.
 - 38) 전체 매립지가스 추출량에 설비 가동률 0.913을 곱하여 구함. 환경부. 2001. 「매립지가스 자원화사업의 CDM사업으로서의 활용방안 연구」 p.317.
 - 39) 금고동 매립지가스 발전시설 설계치인 월 1,700,000m³의 매립지가스를 포집하여 3.46MW 의 전기를 생산한다고 가정함. 산업자원부. 2004. 「LFG이용 에너지 설비의 실용화 평가에 관한 연구」 p.83.
 - 40) 내부 전력 소비량 14%를 제외함. 산업자원부. 2004. 「LFG이용 에너지 설비의 실용화 평가에 관한 연구」 p.106.
 - 41) <표 10>에서 구한 0.6399 CO₂톤/MWh을 적용

가스 발전에 의한 화석연료 발전의 온실가스 감축량을 구하기 위해 Operating Margin과 Build Margin을 구하여 배출계수를 산정하고 이를 감축량 계산에 적용하였다. 이러한 일련의 베이스라인 방법론 적용을 통해 대상 사업이 CDM사업으로서의 자격요건을 만족함을 입증할 수 있었다. 그러나 향후 베이스라인 선정과 관련하여 폐기물 관리법을 어떻게 적용하느냐에 대한 더 많은 논의가 필요할 것으로 보이며 발전원가 분석 이외에 IRR과 같은 다른 경제적 지표를 사용할 경우 이를 계산하고 평가하기 위한 방법들에 대한 연구가 필요할 것이다.

〈표 12〉 사례연구 결과요약

항 목	적용 결과
베이스라인 접근법	메탄가스 감축 : 48(b) 적용, 화석연료 발전 대체 : 48(a) 적용
사업등록 시점 이전의 크레딧 요구	시작 시점 당시 CDM이나 기후변화 완화에 따른 혜택을 충분히 고려하였음을 입증할 수 있는 증거자료를 제시한다면 2004년부터 발생하는 감축량 인증 가능
법적 의무사항 여부	현재 폐기물 관리법하에서 간이 소각시설이나 중앙 소각시설 설치의 의무사항에 해당되며 매립지가스 발전은 선택사항임
투자경제성 비교분석	매립지가스 발전사업은 원자력이나 유연탄 발전에 비해 경제성이 낮으므로 보급 장애요인이 존재하며 이에 따라 추가성이 입증됨
보급 현황 분석	국내 지자체에서 관리하는 매립지 총 269개소 중 매립지가스 발전은 2004년 까지 총 8개소로 매립지가스 발전은 보편적으로 추진되는 사업이 아님
CDM등록 영향 평가	제안된 사업에 따른 온실가스 감축효과와 크레딧 판매로 인한 수익은 매립지가스 발전의 낮은 경제성을 극복할 수 있는 주요 인센티브가 됨
베이스라인 배출량 계산	- 메탄가스 감축 : 베이스라인 시나리오하의 감축비율로 간이 소각시설과 포집시설의 분해효율 비율을 적용 - 화석연료 발전 대체 : Operating Margin과 Build Margin 평균값을 베이스라인 배출계수로 이용

IV. 맺음말

본 글에서는 CDM사업의 베이스라인 방법론을 베이스라인 시나리오 선정, 추가성 입증 그리고 베이스라인 배출량 계산의 3단계로 나누어 살펴보았다. 특히, 마라케쉬합의문과 CDM 집행위원회의 추가성 입증지침에 나온 베이스라인 방법론의 설정 절차를 흐름도로 나타내어 정리하였고 그러한 일련의 절차에 따라 금고동 매립지가스 발전사업에 대하여 베이스라인 방법론을 적용해 보았다. 그 결과 국내 상황에서 매립지가스 발전사업의 CDM추진이 가능함을 실제 자료들을 통해 입증할 수 있었다. 따라서 향후 국내 매립지가스 발전사업 중 상당 부분이 CDM사업으로 추진될 수 있을 것으로 보인다. 그럼에도 불구하고, 실제로 매립지가스

발전사업의 CDM사업계획서가 올바르게 작성되기 위해서는 우선 관련 자료들의 보완이 필수적이라고 할 수 있다. 특히, 본 사례연구에서 보여지듯이 베이스라인 시나리오하의 감축량 비율을 정확히 구하는 것은 앞으로 풀어야 할 숙제가 되고 있다. 단적인 사례로, 매립지가스 발전사업을 시작하기 전에 간이 소각이나 포집관을 연결하여 중앙 소각을 하고 있는 경우 소각량이나 소각효율에 대한 측정치들이 정확히 기록되어 있어야 할 것이다. 다음으로 매립지가스 발전사업의 발전량을 정확히 예측하는 것도 커다란 과제이다. 금고동 매립지의 경우에도 실제 사업계획 시 예상했던 이용률보다 훨씬 못 미쳐 운전되고 있기 때문이다.⁴²⁾ 물론 이 경우 경제성이 본 연구에서 예측했던 것보다 훨씬 낮아져 추가성 입증에 더욱 유리할 것이다. 그러나 CDM사업자나 투자자의 입장에서는 사업의 불확실성이 더욱 커져 투자 결정이 지연되는 효과를 낳을 것이다. 따라서 매립지가스 발전사업을 비롯한 국내 CDM사업들이 활성화되기 위해서는 사업자나 투자자 모두 CDM사업의 베이스라인 방법론에 대한 명확한 이해를 갖고 국내에 적용할 때 필요한 자료들을 충분히 확보할 수 있어야 할 것이다. 또한, 이러한 자료의 확보를 돕고 해당 자료의 신뢰성을 더욱 높이기 위해서는 정부와 각 계 연구기관들의 공신력 있는 자료 지원도 강화되어야 할 것이다. 마지막으로 정부 정책과 CDM사업 추진과의 조화도 필수적이다. 만일 국내 매립지가스 자원화를 촉진시키기 위하여 매립지가스 발전을 의무화한다면 이러한 사업의 CDM추진은 불가능해질 것이다. 그러나 CDM사업을 늘리기 위하여 정부의 정책의지를 늦춘다는 것 또한 불합리할 것이다. 따라서 이러한 긍정적인 법적 규제가 앞서 언급한 온실가스 저배출 지원정책과 같이 특정 시점(예 : 마라케쉬합의문 채택 시점) 이후에 시행된 경우 이를 베이스라인 상황으로 고려하지 않도록 하는 보완적인 조치가 필요할 것으로 판단된다.

42) 한국전력공사. 2005. 「전력통계」, p.40.

참고문헌

- 산업자원부. 2000. 「제 5차 장기전력수급계획 (1999-2015)」 27.
- 산업자원부. 2004. 「LFG이용 에너지 설비의 실용화 평가에 관한 연구」 82-83, 102-103.
- 수도권매립지관리공사. 2004. 「수도권매립지통계연감(제2호)」 157
- 한국전력공사. 2005. 「간추려 본 한국전력」 45.
- 한국전력공사. 2003. 「전력통계」 28-41, 46-51.
- 한국전력공사. 2004. 「전력통계」 28-41, 46-51.
- 한국전력공사. 2005. 「전력통계」 28-41, 46-51.
- 한국전력거래소. 2003. 「발전설비현황」 248.
- 한국전력거래소. 2005. 「발전설비현황」 312.
- 환경부. 2001. 「매립지가스 자원화 사업의 CDM사업으로서의 활용방안 연구」 314-317.
- 환경부. 2005. 「2004 전국 폐기물 발생 및 처리 현황」 26.
- CDM Executive Board. 2005. *Tool for the demonstration and assessment of additionality (Ver 2)* 1-9.
- _____. 2005. *ACM0001, Consolidated methodology for landfill gas project activities (Ver 2)* 1-4
- _____. 2006. *ACM0002, Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources (Ver 5)* 1-11.
- _____. 2006. *Clarifications on the Consideration of National and/or Sectoral Policies and Circumstances in Baseline Scenarios(Ver 2)* 1-2.
- Climate Change Secretariat. 1997. *The Kyoto Protocol to the Convention on Climate Change.* UNEP/IUC 17.
- COP. 2001. *The Marrakesh Accords, Decision 17/CP.7 (Vol. II)* 21, 34-37.
- COP/MOP. 2005. *Report of the Conference of Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol at its first session, held at Montreal from 28 November to 10 December 2005 Part II*, 94.